



**Сотников Олег Сергеевич**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ И ИХ  
ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ  
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть».

Научный руководитель: доктор технических наук, академик АН РТ  
**Ибатуллин Равиль Рустамович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук  
**Корженевский Арнольд Геннадьевич**  
  
кандидат технических наук  
**Куванышев Узакбай Пангереевич**

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью  
«Пермский научно-исследовательский и  
проектный институт нефти» (г. Пермь)

Защита диссертации состоится **26 ноября 2009 г.** в **15<sup>30</sup>** часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01. в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джагиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000643180

Автореферат разослан **24 октября 2009 г.**

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук

Львова И.В.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ\*

**Актуальность проблемы.** В настоящее время большинство крупных месторождений Республики Татарстан (РТ) вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции. Одновременно с этим начинает разрабатываться большое число более мелких месторождений, характеризующихся многообразием геолого-физических свойств. В этих условиях все большее значение приобретает гидродинамическое моделирование процесса разработки с целью определения структуры извлекаемых и остаточных запасов нефти, прогнозирования показателей разработки и т.д.

Одними из важнейших исходных данных для создания гидродинамических моделей являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от насыщенности флюидами. Однако, надежных данных о фазовых проницаемостях, определенных для условий конкретного месторождения, зачастую не хватает. Это объясняется сложностью экспериментальных методик по определению ОФП на керне. В связи с этим актуально развитие простых и экспрессных лабораторных методов определения ОФП на образцах реальных пород с моделированием пластовых условий при повышении точности результатов.

Экспериментальное определение ОФП для сложнопостроенных коллекторов вызывает дополнительные сложности, решение которых без применения новых методов невозможно. Одно из наиболее современных и динамично развивающихся направлений в изучении многофазного движения в пространстве пород-коллекторов – это создание и использование микромоделей. При помощи микромоделирования можно изучать связь между характеристиками системы на микроуровне (размеры пор, поровых каналов, апертуры трещин, и т.д.) и макроскопическими параметрами (пористость, абсолютные и фазовые проницаемости, капиллярные давления, и т.д.).

---

\* Значительный вклад в выполнение диссертационной работы внес научный консультант к.ф.-м.н. Мусин Камилль Мутамбарович

Создание и использование микромоделей при обработке результатов экспериментов позволит улучшить понимание процессов, происходящих при разработке сложнопостроенных коллекторов, таких как карбонаты.

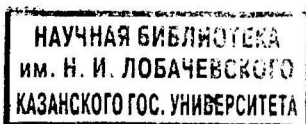
В последнее время активно вводятся в разработку месторождения высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов. Для эффективной выработки запасов таких месторождений необходимо применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Возникает необходимость в моделировании процессов теплового воздействия на пласт, что, в свою очередь, подразумевает потребность в функциях ОФП для этих моделей. Функции ОФП, необходимые в качестве исходных данных для тепловых моделей, имеют дополнительную особенность – они должны определяться в зависимости от температуры. Это делает процесс получения ОФП еще более продолжительным и трудоемким. В связи с этим возникает потребность в разработке новых лабораторных методов, позволяющих в сравнительно короткие промежутки времени получать ОФП для двухфазной системы «ВВН-вода» в заданном диапазоне значений температуры.

Отдельным вопросом стоит проблема модификации функций ОФП при укрупнении ячеек в гидродинамических моделях месторождений. Многие из существующих методов расчета основаны на гидродинамическом моделировании и сложны в применении. Поэтому актуальной является разработка упрощенной методики расчета модифицированных ОФП для некоторых практически важных случаев.

#### **Цели работы:**

1. Совершенствование методов экспериментального определения функций ОФП.
2. Разработка новых подходов к применению этих зависимостей при гидродинамическом моделировании нефтяных месторождений.

**Основные задачи исследования.** Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:





1. Анализ существующих методов определения ОФП и выбор оптимальной методики для практического применения.
2. Определение функций ОФП на образцах коллекторов, представляющих продуктивные отложения месторождений РТ, анализ и обобщение этих данных
3. Разработка новых подходов к обработке данных лабораторных экспериментов по вытеснению в сложнопостроенных трещиноватых коллекторах и расчету ОФП при помощи микромоделей.
4. Разработка метода проведения эксперимента и метода расчета ОФП, зависящих от температуры.
5. Оценка степени влияния корректности определения ОФП на результаты гидродинамического моделирования.
6. Разработка метода расчета модифицированных ОФП для слоисто-неоднородных пластов.

**Методика исследований.** Решение поставленных задач проводилось с использованием лабораторного моделирования процесса вытеснения нефти водой на образцах керна пород-коллекторов. Для обработки экспериментальных данных использовались современные математические методы, оригинальные алгоритмы и программы, разработанные на их основе. Для микромоделирования использовалась разработанная нами программа «NetworkFlow». Тестирование и апробация разработанных программ проводились с использованием опубликованных ранее результатов экспериментальных и теоретических исследований. Для гидродинамического моделирования применялись пакеты программ CMG-STARS, SENSOR и Tempest.

**Научная новизна:**

1. Установлены эмпирические зависимости, позволяющие на основе данных о свойствах коллекторов и пластовых флюидов провести приближенную оценку ОФП для различных типов пород, когда данные экспериментальных исследований недоступны.

2. Разработан новый метод определения функций ОФП для трещиноватого коллектора с использованием микромоделирования, позволяющий получать функции ОФП на основе экспериментальных данных по вытеснению.
3. Предложен новый метод физического моделирования, который позволяет определять функции ОФП при нестационарном режиме нагрева, что делает возможным достижение лучшего соответствия процессам в пласте при использовании тепловых методов разработки.
4. Установлены эмпирические зависимости остаточной нефтенасыщенности и ОФП в концевых точках от температуры для месторождений высоковязких нефтей на территории РТ.
5. Разработана новая упрощенная методика расчета модифицированных функций ОФП для пластов со слоистой неоднородностью, которая обеспечивает низкую погрешность, если используется для определенных допустимых значений коллекторских свойств.

**Основные защищаемые положения:**

1. Метод определения функций ОФП для трещиноватого коллектора с использованием микромоделирования.
2. Метод физического моделирования для получения функций ОФП зависящих от температуры.
3. Методика осреднения ОФП для слоисто-неоднородного пласта для применения при укрупнении ячеек гидродинамической модели.

**Практическая значимость работы:**

1. В ходе научных исследований определено значительное количество функций ОФП для коллекторов, представляющих продуктивные отложения на территории РТ и прилегающих территорий. Эти данные широко применяются при создании гидродинамических моделей и проектировании разработки месторождений в ОАО «Татнефть», ОАО «РИТЭК» и других компаний.
2. При помощи численных экспериментов установлена целесообразность применения в гидродинамических моделях функций ОФП, определенных

при моделировании пластовых условий конкретного месторождения и с учетом специфики моделируемого процесса (например, с учетом зависимости ОФП от температуры).

3. Новый метод определения ОФП для различных температур позволяет ускорить процесс определения эксперимента в несколько раз, а предлагаемая методика расчета предоставит возможность получить ОФП для любого значения температуры в заданном диапазоне.
4. Разработанная методика осреднения ОФП для слоисто-неоднородного пласта позволяет получить данные об ОФП при укрупнении ячеек в гидродинамических моделях без применения сложных вычислительных программ и громоздких расчетных методов.
5. При помощи микромоделирования показано, что при проведении экспериментов по вытеснению необходимо соблюдать подобие пластовым флюидам не только по вязкости и плотности, но и по межфазному натяжению и углу смачивания.

**Апробация работы.** Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- VI конгрессе нефтепромышленников России, г. Уфа, 2005;
- Всероссийской научно-практической конференции «Большая нефть XXI века», г. Альметьевск, 2006;
- Смотре-конкурсе «Вопросы петрофизики и количественной интерпретации данных каротажа», г. Москва, 2006;
- Международной научно-практической конференции «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов», г. Казань, 2007;
- VII Открытой научно-практической конференции молодых работников ОАО «Татнефть», посвященной добыче трехмиллиардной тонны нефти в Республики Татарстан, г. Альметьевск, 2007;

- Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов», г. Казань, 2008;
- VIII Молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 60-летию разработки Ромашкинского месторождения, г. Альметьевск, 2008;

**Публикации.** Основные положения диссертационной работы отражены в 10 публикациях, в т.ч. в 2 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК РФ.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из 5 глав, введения и заключения, библиографического списка из 117 наименований и содержит 155 страниц машинописного текста, 54 рисунка и 10 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность и признательность научному руководителю д.т.н. Ибатуллину Равилу Рустамовичу и научному консультанту к.ф.-м.н. Мусину Камиллю Мугаммаровичу за постоянное внимание к диссертационной работе. Автор благодарен Юдинцеву Е.А. за ценные советы и замечания, сделанные по ходу проведения экспериментов и при обработке их результатов. Автор благодарит сотрудников лаборатории петрофизики ТатНИПИнефть Архипова В.Е., Сахипгараева И.Т., Казакова Е.А. за помощь в проведении экспериментов.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, указана цель, научная новизна, ее практическая значимость.

**В первой главе** рассмотрены основные концепции теории ОФП и показаны основные факторы, влияющие на процесс совместного движения нескольких фаз в поровом пространстве.

Большой вклад в развитие теории ОФП и методов их определения внесли такие отечественные ученые, как Эфрос Д.А., Ентов В.М., Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Брусиловский А.И., Матрос В.Н., Семенов В.В., Кундин С.А., Куранов И.Ф.,

Вашуркин А.И., Ревенко В.М., Лаптев И.И., Горбунов А.Т., Фаткуллин А.Х., Сайфуллин З.Г., Веревкин К.И., Кудрявцев Г.В., Юдинцев Е.А., Ахметов В.Н. и др. В настоящее время работы по этому направлению продолжают вести Распопов А.В., Серкин М.Ф., Петраков А.М., Бунин Д.Ю., Шутов С.С., Кочетов А.В., Степанов А.Н. и др. Среди зарубежных исследований можно отметить работы, которые провели в данном направлении Buckley S.E., Leverett M.C., Lewis W.B., Wyckoff, R.D., Botset, H.G., Welge H.J., Johnson E.F., Bossler D.P., Nauman V.O., Archer J.S., Wong S.W., Sigmund P.M., McCaffery F.G., Batycky J.P., MacMillan D.J. и др.

Проанализированы наиболее распространенные методы получения ОФП, такие как расчетные методы с использованием кривых капиллярного давления и экспериментальные, включающие в себя методы стационарного и нестационарного вытеснения. По результатам анализа выявлено, что метод нестационарного вытеснения является наиболее современным и перспективным экспериментальным методом определения ОФП. Он позволяет получать ОФП с полным моделированием условий пласта по горному и пластовому давлению, температуре, использовать в экспериментах реальные пластовые флюиды и образцы горных пород. Отмечено, что основное направление развития данной методики – применение современных методов обработки экспериментальных данных с использованием математических методов, основанных на решении обратных задач для дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих движение двух фаз в пространстве пород-коллекторов.

Однако, как показано в некоторых исследованиях, данные не всех экспериментов по вытеснению могут быть обработаны при помощи существующих методов расчета. В случаях, когда вытеснение проводят на образцах пород со сложной структурой емкостного пространства (например, карбонатов), часто невозможно получить корректные данные об ОФП. В таких случаях оправдано применение микромоделей для обработки данных экспериментов по вытеснению.

Развитию микромоделирования поровых и трещиноватых коллекторов посвятили свои исследования ученые Е.С. Ромм, Кадет В.В., Селяков В.И., Ченсин Э.П., Мусин Р.М., Fatt I., Dullien F.L., Shimo L., Long J., Tsang Y.W., Tsang C.F., Moreno L., Wylson-Lopez R.V. и др.

Анализ работ, посвященных данному направлению, показывает, что наиболее перспективными являются микромодели трещиноватых коллекторов с шероховатыми стенками трещин. Такие модели позволяют исследовать влияние микропараметров (апертуры, ширины, плотности расположения трещин, анизотропии системы) на макропараметры системы (остаточную нефтенасыщенность, фазовые проницаемости, капиллярные давления). Актуальной задачей является развитие подходов к применению микромоделирования трещиноватого коллектора при обработке данных вытеснения.

Исследованию влияния температуры на свойства горных пород и пластовых флюидов посвятили свои работы такие ученые, как Малофеев Г.Е., Липаев А.А., Осипов А.В., Рахматуллин И.Р., Добрынин В.М., Фаткуллин А.Х., Сайфуллин З.Г., Мусин М.М., Фазлыев Р.Т., Кудрявцев Г.В., Веревкин К.И., а также Gorban D.B., Udell K.S., Samaroo B.H., Guernero E.T., Bennion D.B., Sarioglu G., Chan M., Hirata T., Courtnage D., Wansleebeben J. и т.д.

После рассмотрения работ, посвященных исследованию влияния температуры на коэффициенты вытеснения и ОФП, было выявлено, что необходимость определять ОФП для нескольких температур на одном образце значительно повышает сложность эксперимента. Так процесс должен быть повторен требуемое количество раз для каждого значения температуры. При этом весь цикл предварительной подготовки образцов керна, занимающий значительный промежуток времени, должен также проводиться перед каждым экспериментом. Поэтому при определении ОФП в зависимости от температуры обычно ограничиваются проведением экспериментов для двух-трех значений температур. В связи с этим возникает необходимость в разработке экспрессных

лабораторных методов, позволяющих получить надежные данные об ОФП в требуемом диапазоне температур.

Во второй главе описывается лабораторное определение функций ОФП методом нестационарного вытеснения с моделированием пластовых условий на образцах керна, отобранных из продуктивных отложений на территории РТ.

Проведен анализ методов расчета ОФП по результатам нестационарного вытеснения нефти водой. По результатам анализа для практического применения при расчетах ОФП был выбран метод адаптации модели к экспериментальным данным вытеснения.

Разработан алгоритм и программа, реализующая метод адаптации. Корректность работы программы была проверена с использованием опубликованных экспериментальных данных и рассчитанных по ним ОФП.

Разработанный алгоритм был применен в лаборатории петрофизики ТатНИПИнефть при экспериментах по нестационарному вытеснению на образцах, отобранных из продуктивных отложений на месторождениях РТ. При лабораторном моделировании использовались модели пластовых нефтей, которые были подготовлены из дегазированных проб нефти, отобранных из тех же отложений, что и образцы продуктивной породы. Во время экспериментов соблюдалось подобие по пластовому, горному давлению и температуре. Всего было сделано 65 определений функций ОФП.

Результаты определений показали, что концевые точки и формы кривых ОФП значительно различаются для пород с разными коллекторскими свойствами даже для одних и тех же отложений, что подтверждает необходимость проведения экспериментов по определению ОФП для каждого конкретного месторождения с моделированием пластовых условий.

При обработке экспериментальных данных ОФП определялись в виде экспоненциальных функций, заданных следующим образом:

$$k_{rw} = k_{rw}^0 \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{c_w}, \quad k_{ro} = k_{ro}^0 \left( \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{c_o}, \quad (1)$$

где  $k_{rw}$  – ОФП по воде, д.ед.;  $k_{ro}$  – ОФП по нефти, д.ед.;  $S_w$  – значение

водонасыщенности, д.ед.;  $S_{wi}$  – величина связанной водонасыщенности, д.ед.;  $S_{or}$  – величина остаточной нефтенасыщенности, д.ед.;  $k_{rw}^0$  – значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности, д.ед.;  $k_{ro}^0$  – значение ОФП по нефти при связанной водонасыщенности, д.ед.;  $\varepsilon_w, \varepsilon_o$  – показатели экспонент.

Зависимости показателей экспонент функций ОФП от комплексного параметра, учитывающего свойства пород и пластовых флюидов имеют следующий вид.

Для терригенных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = -0,0616 \cdot \lg(\chi) + 0,2234 \quad (2a)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0,1029 \cdot \lg(\chi) + 0,4098 \quad (26)$$

Для карбонатных коллекторов:

$$\lg(\varepsilon_o) = 0,0552 \cdot \lg(\chi) + 0,3117 \quad (3a)$$

$$\lg(\varepsilon_w) = -0,2011 \cdot \lg(\chi) + 0,352 \quad (36)$$

где  $\chi = k/(\varphi \cdot \mu_o)$  – комплексный параметр;  $k$  – коэффициент проницаемости коллектора по газу,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $\varphi$  – коэффициент пористости, %;  $\mu_o$  – величина динамической вязкости нефти, мПа·с.

Используя концевые значения ОФП и насыщенности для определенного типа пород, а также показатели экспонент, вычисленные по формулам (2) и (3), можно при помощи формулы (1) получить приблизительные данные об ОФП. Эти функции могут быть применены на начальных этапах создания гидродинамической модели месторождения, когда достоверная информация о свойствах продуктивных пород еще недоступна.

Определенные в результате экспериментов функции ОФП использовались при моделировании и проектировании разработки соответствующих объектов.

**Третья глава** посвящена разработке подходов к применению микромоделирования при обработке экспериментальных данных вытеснения в трещиноватых коллекторах.

На основе последних разработок создана модель, представляющая систему пересекающихся трещин, имеющих шероховатую поверхность. Усовершенствован метод создания системы трещин. Модель является



двумерной и создается как цельная решетка. Каждая трещина разбивается на сегменты, которым в соответствии с функцией распределения присваиваются значения апертуры и ширины. Уникальная структура порового пространства создается при помощи удаления части сегментов. Доля удаляемых сегментов задается коэффициентом разрывности трещин, из которых часть сегментов удаляется в трещинах, ориентированных по направлению движения флюидов, а другие – в трещинах, ориентированных перпендикулярно направлению движения флюидов. Такое соотношение задается коэффициентом анизотропии.

Моделирование движения флюидов по трещинам осуществлялось с использованием уравнения, описывающего стационарное ламинарное течение вязкого несжимаемого флюида через пару параллельных пластин.

Проводились численные эксперименты, призванные установить правомерность применения данной модели при обработке экспериментальных данных по вытеснению. По микромоделю рассчитывались зависимости коэффициента абсолютной газопроницаемости от коэффициента пористости. Эти зависимости сравнивались с теми, что были определены по эмпирической формуле Е.М. Смехова. Сравнение показало хорошее соответствие результатов моделирования и расчетов по данной формуле, что дало основание применять разработанную микромодель при обработке данных лабораторных экспериментов.

При помощи микромоделирования определялась связь величины остаточной нефтенасыщенности с различными параметрами системы. Подтвердились результаты исследований, в которых установлено, что остаточная нефтенасыщенность значительно зависит от капиллярного числа.

Полученные результаты позволяют сформулировать более жесткое требование при проведении лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой, в которых моделируются пластовые условия. Для полноценного моделирования свойств пластовой нефти необходимо соблюдение подобия пластовым условиям не только по вязкости и плотности, но и по поверхностному натяжению и углу смачивания. Такое подобие может быть

достигнуто, в том числе и с применением так называемых рекомбинированных проб нефти, когда дегазированная нефть насыщается при определенном давлении углеводородным газом, что позволяет в некоторой степени восстановить изначальные свойства пластовой нефти.

Предложен метод обработки экспериментальных данных по вытеснению в трещиноватых коллекторах для расчета функций ОФП.

Первым этапом расчета ОФП с использованием микромоделирования является создание системы трещин, с такими же значениями коэффициентов пористости и абсолютной газопроницаемости, как и у реальной породы. Искомые коэффициенты пористости и абсолютной газопроницаемости в модели могут достигаться регулированием таких параметров, как апертюра, ширина трещин и коэффициент анизотропии.

Следующим этапом проводится численное моделирование вытеснения нефти водой в микромодели. Полученная в результате лабораторного эксперимента динамика коэффициента водонасыщенности во времени сравнивается с данными численного моделирования. При хорошем совпадении этих данных проводится расчет ОФП. Если же совпадение неудовлетворительное, весь процесс, начиная с создания системы трещин, повторяется заново.

Для апробации метода был проведен эксперимент по вытеснению нефти водой в трещиноватом коллекторе. Функции ОФП для этого эксперимента рассчитывались с использованием вышеописанного метода. На рис. 1. приведено сравнение экспериментальных и модельных данных, а также рассчитанные по предложенному методу функции ОФП. Данные функции ОФП могут быть использованы при создании гидродинамических моделей месторождений состоящих из трещиноватых коллекторов.

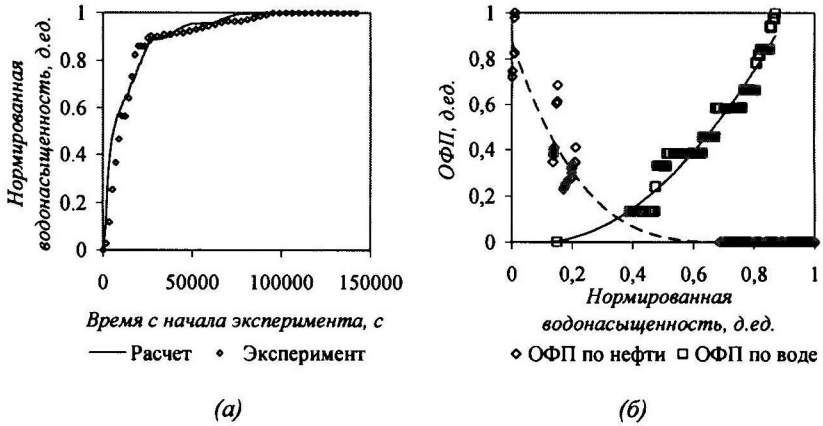


Рис. 1. Сравнение экспериментальной и модельной динамики водонасыщенности (а) и результаты расчетов функций ОФП (б).

Четвертая глава посвящена разработке метода определения функций ОФП, зависящих от температуры.

На данный момент при необходимости определения ОФП для разных температур должна проводиться целая серия экспериментов – по одному для каждого значения температуры, что делает определение ОФП для разных температур очень трудоемким и продолжительным, так как длительность серии экспериментов складывается из количества времени, которое занимает проведение всех экспериментов и подготовительных операций.

Для сокращения длительности эксперимента по определению ОФП при разных температурах предлагается следующий метод физического моделирования. Опыт начинается при заданной начальной температуре. При этой температуре через образец исследуемой пористой среды прокачивается необходимое количество вытесняющего агента. После этого процесс останавливается, температура эксперимента повышается, и процесс закачки восстанавливается. Такое ступенчатое повышение температуры повторяется

необходимое количество раз до достижения требуемой максимальной температуры.

Предложена методика расчета функций ОФП по результатам вытеснения со ступенчатым повышением температуры.

Этот метод опробован на эксперименте с моделью из нецементированного песчаника Ашальчинского месторождения. Результаты определения кривых ОФП в системе «ВВН-вода» приведены на рис. 2.

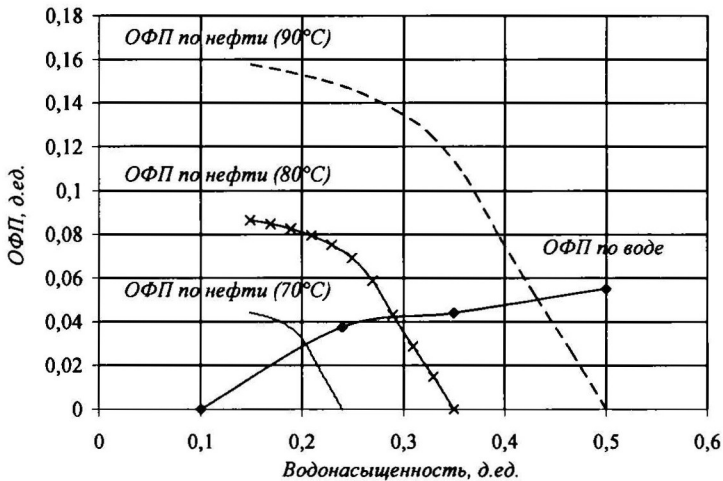


Рис. 2. Функции ОФП для разных температур

Анализируя приведенные функции ОФП, можно сказать, что с повышением температуры исследуемая система становится более гидрофильной. Это заключение основывается на том факте, что для гидрофобной породы фазовые проницаемости по нефти и воды в концевых точках различаются незначительно. С увеличением гидрофильности породы различие в фазовых проницаемостях по нефти и воде в концевых точках увеличивается. Именно такой характер изменения фазовых проницаемостей в концевых точках наблюдается для нашей системы.

В результате проведенных расчетов и с использованием данных других исследователей построены зависимости ОФП по воде и нефти в концевых точках и остаточной нефтенасыщенности от температуры (рис. 3).

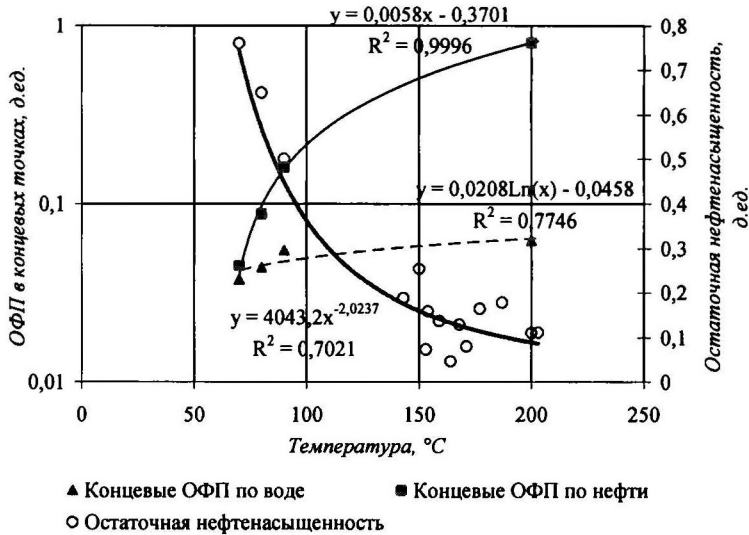


Рис. 3. Зависимости остаточной нефтенасыщенности и ОФП по воде и нефти в концевых точках от температуры

Таким образом, величина остаточной нефтенасыщенности с ростом температуры снижается от 75% при 70 °С до примерно 10% при 200 °С. Результаты проведенных экспериментов и расчетов, дающие представление о смачиваемости породы, остаточных насыщенностях и проницаемостях в конечных точках для нецементированного песчаника, насыщенного высоковязкой нефтью, в диапазоне температур от 20°С до 200°С, могут быть использованы при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей на территории РТ, а также для оценки эффективности теплового воздействия на пласт.

Оценивалось влияние, которое оказывает зависимость ОФП от температуры на результаты гидродинамического моделирования процесса

парогравитационного дренирования на Ашальчинском месторождении. Нами использована модель участка, на котором располагается пара горизонтальных скважин с выходом на поверхность. В модели закачка водяного пара осуществляется в верхнюю скважину, отбор продукции производится из нижней скважины.

Расчеты проводились в программе CMG-STARs по двум вариантам. В первом варианте в модель вводился один набор кривых ОФП для всех температур (рис. 2 – при температуре 90°C). Во втором варианте использовались кривые ОФП, зависящие от температуры. Результаты расчетов, динамика доли нефти в продукции скважин и накопленной добычи нефти, по двум вариантам приведены на рис. 4.

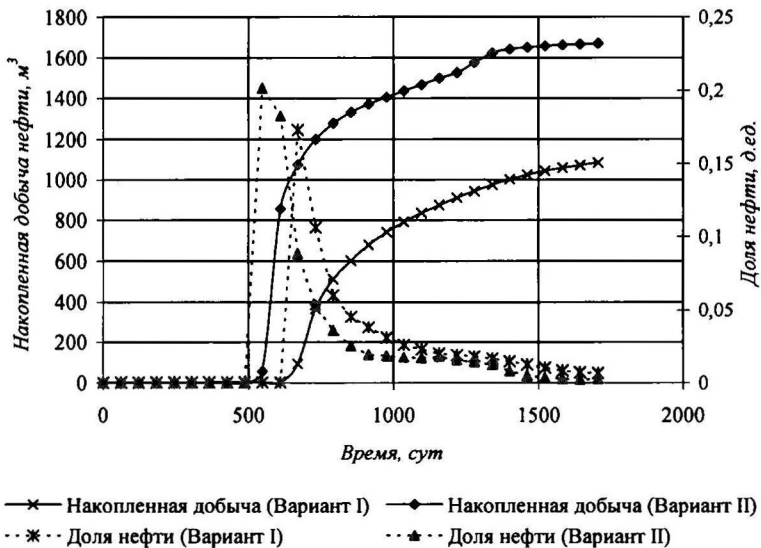


Рис. 4. Динамика доли нефти в продукции скважин и накопленной добычи нефти по двум вариантам: Вариант I – независимые от температуры ОФП; Вариант II – функции ОФП, зависящие от температуры

По приведенным графикам видно, что между двумя рассмотренными вариантами имеется существенное различие. Показатели накопленной добычи нефти существенно различаются как по характеру изменения во времени, так и по величине. Существенно большие значения добычи нефти в варианте с ОФП зависящими от температуры могут быть объяснены тем, что в модель заложена тенденция к снижению величины остаточной нефтенасыщенности с ростом температуры, поэтому с течением времени при прогреве пласта дебиты по нефти увеличиваются. Имеется существенное различие в максимальных величинах и характере изменения доли нефти по двум вариантам.

Если обратить внимание на начальный этап разработки, можно увидеть, что температурная зависимость ОФП оказывает влияние не только на абсолютные величины добычи, но и на характер ее изменения. Так на начальном этапе зависящие от температуры ОФП не позволяют добывать нефть, поскольку температура еще не достигла величины, при которой нефть становится подвижной (рис. 5).

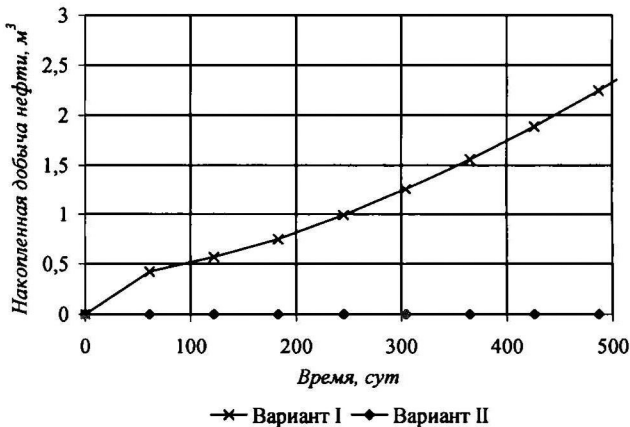


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти во времени от начала разработки до момента времени 500 сут.

Из произведенных расчетов можно сделать вывод, что использование одного набора функций ОФП для разных температур влечет за собой значительное различие в прогнозах с использованием моделей, отличающихся только функциями ОФП. Поэтому при создании гидродинамических моделей целесообразно использовать функции ОФП, зависящие от температуры.

В пятой главе описывается разработка метода расчета модифицированных функций ОФП для слоисто-неоднородного пласта.

Рассматривается модель слоистого пласта, составленная из чередующихся прослоев двух типов коллекторов. Схема модели приведена на рис. 6.

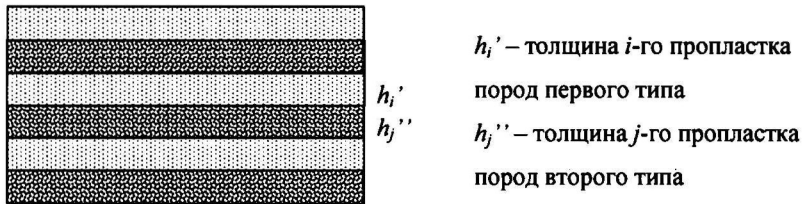


Рис. 6. Схема модели слоистого пласта.

Соотношение толщин выражается следующей зависимостью:

$$\alpha = \frac{\sum_i h_i'}{\sum_i h_i' + \sum_j h_j''} = \frac{\sum_i h_i'}{H} \quad (4)$$

где  $h_i'$ ,  $h_j''$  – толщина  $i$ -го и  $j$ -го прослоя первого и второго типов коллектора соответственно,  $H$  – толщина пласта.

Тогда среднюю абсолютную проницаемость по газу данной модели можно вычислить, используя зависимость:

$$\bar{k} = k' \alpha + k'' (1 - \alpha), \quad (5)$$

где  $k'$  и  $k''$  – газопроницаемость первого и второго типов коллектора соответственно.



Средняя газопроницаемость модели в направлении перпендикулярном наслоению:

$$\bar{k}_{\perp} = \frac{k_{\perp}' \cdot k_{\perp}''}{k_{\perp}'' \cdot \alpha + k_{\perp}' \cdot (1 - \alpha)}, \quad (6)$$

где  $k_{\perp}'$  и  $k_{\perp}''$  – газопроницаемость в направлении перпендикулярном наслоению первого и второго типов коллектора соответственно.

Средняя насыщенность модели фазой  $l$  выразится как:

$$\bar{S}_l = \frac{m' \cdot S_{l'} \cdot \alpha + m'' \cdot S_{l''} \cdot (1 - \alpha)}{m' \cdot \alpha + m'' \cdot (1 - \alpha)}, \quad (7)$$

где  $m'$  и  $m''$  – пористость первого и второго типов коллектора соответственно;  $S_{l'}$  и  $S_{l''}$  – насыщенность фазой  $l$  в функциях ОФП для первого и второго типов коллектора.

Модифицированные ОФП модели:

$$\bar{k}_{rl} = \frac{k_{rl}' \cdot \alpha + k_{rl}'' \cdot (1 - \alpha)}{k' \cdot \alpha + k'' \cdot (1 - \alpha)}, \quad (8)$$

где  $k_{rl}'$  и  $k_{rl}''$  – ОФП по фазе  $l$  для первого и второго типов коллектора.

Рассчитывались модифицированные ОФП с использованием экспериментально определенных ОФП для двух типов коллекторов – песчаного и глинистого. На рис. 7 показаны совмещенные графики функций ОФП для песчаного и глинистого коллектора, а также модифицированные ОФП, рассчитанные по формулам (7) и (8) для  $\alpha = 0,5$  и  $0,1$ . Эти же кривые ОФП могут быть применены и в направлении перпендикулярном напластованию с учетом анизотропии абсолютной проницаемости, на которую проведена нормировка кривых.

Анализируя результаты расчетов, можно сделать вывод, что высокопроницаемые пропластки сильнее влияют на фильтрационные характеристики слоистого пласта, определяя вид модифицированных ОФП. С другой стороны, низкопроницаемые пропластки оказывают влияние на анизотропию пласта.

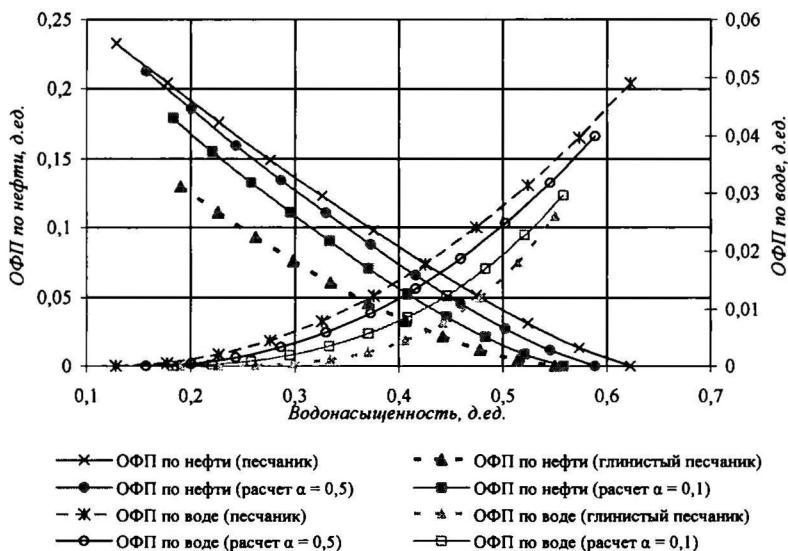


Рис. 7. Функции ОФП для глинистого и песчаного коллекторов и модифицированные ОФП со значениями  $\alpha = 0,1$  и  $0,5$

Проводилась оценка области применения метода при построении гидродинамических моделей. Так как при масштабировании модели все свойства ячеек усредняются, естественным будет предположить, что в результаты моделирования вносится определенная погрешность. Для оценки погрешности, вносимой при использовании вышеописанного метода, проводились численные эксперименты с использованием программ гидродинамического моделирования.

Для экспериментов создавалась модель элемента пятиточечной системы разработки. При создании моделей использовалась программа гидродинамического моделирования SENSOR. Расчет проводился для двух вариантов, в первом из которых использовалась слоистая модель, а во втором – однородная с параметрами, рассчитанными по предложенному методу.

Оценка применимости разработанного метода проводилась для соотношений толщин коллекторов в диапазоне  $\alpha = 0,1 \div 0,9$ , а также для разных

соотношений коэффициентов проницаемости двух типов коллекторов  $\beta = k' / k''$ . Для каждого из рассматриваемых случаев рассчитывалось относительное отклонение конечного КИН усредненной модели от значения этого же параметра слоистой модели. Строились графики зависимости относительного отклонения КИН  $\varepsilon$  от соотношения толщин двух типов коллекторов  $\alpha$  и от соотношения коэффициентов проницаемости  $\beta$  (рис. 8).

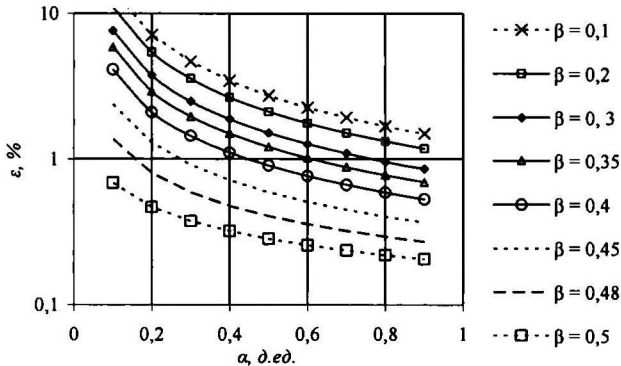


Рис. 8. Зависимости относительного отклонения КИН от соотношения толщин двух типов коллекторов для различных соотношений коэффициентов проницаемости.

Из приведенных результатов видно, что погрешность метода составляет менее 1% в случае, когда проницаемости коллекторов различаются более чем в два раза ( $\beta > 0,5$ ). Также наблюдается тенденция к резкому сокращению погрешности с ростом в разрезе пласта доли пропластков с лучшими коллекторскими свойствами.

## ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Экспериментально определены функции ОФП для отложений разрабатывающихся на территории РТ и прилегающих территорий. Установлены эмпирические зависимости, позволяющие на основе данных о

свойствах коллекторов и пластовых флюидов провести приближенную оценку ОФП для различных типов пород, когда результаты экспериментальных исследований недоступны.

2. Предложенный метод расчета ОФП на основе экспериментальных данных с использованием микромоделирования позволяет получать ОФП для сильно неоднородных трещиноватых коллекторов.
3. При помощи микромоделирования подтверждены результаты ранее опубликованных исследований о том, что остаточная нефтенасыщенность значительно зависит от капиллярного числа. В связи с этим рекомендовано при лабораторном моделировании вытеснения соблюдать подобие пластовым флюидам не только по вязкости и плотности, но и по межфазному натяжению и углу смачивания.
4. Разработанный метод физического моделирования для получения ОФП зависящих от температуры позволяет значительно сократить время необходимое для проведения эксперимента, а также делает возможным получение функций ОФП для любого значения температуры из заданного диапазона.
5. По результатам проведенных экспериментов и с использованием данных других исследователей построены зависимости остаточной нефтенасыщенности и ОФП в концевых точках от температуры. Данные зависимости могут применяться при моделировании тепловых методов разработки высоковязких нефтей на территории РТ.
6. При помощи гидродинамического моделирования установлено, что зависимость ОФП от температуры оказывает значительное влияние на результаты моделирования. В связи с этим рекомендуется применение в таких моделях ОФП, определенных с учетом зависимости от температуры.
7. Предложенный метод расчета модифицированных функций ОФП основан на простых расчетных формулах. В то же время, он обеспечивает низкую погрешность при использовании метода для определенных допустимых значений коллекторских свойств.

**Основные положения диссертации опубликованы в работах (в т.ч. в изданиях, рекомендованных ВАК – №1, 2):**

1. Мусин, К.М., Сотников, О.С. Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей [Текст] / Мусин К.М., Сотников О.С. // Нефтепромысловое дело. – 2008, №9. – С. 11 – 15.
2. Мусин, К.М., Сотников, О.С. Учет температурной зависимости фазовых проницаемостей при моделировании тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 2009, №7. – С. 8 – 11.
3. Мусин, К.М., Фомичев, А.В., Юдинцев, Е.А., Сотников, О.С. Определение фазовых проницаемостей по результатам нестационарного вытеснения нефти на керне с моделированием пластовых условий [Текст] / Мусин К.М., Фомичев А.В., Юдинцев Е.А., Сотников О.С. // VI конгресс нефтепромышленников России. «Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (Уфа, 25 мая 2005): Научные труды / Уфа, Монография, 2005. – С. 122 – 127.
4. Мусин, К.М., Сотников, О.С., Фомичев, А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей в экспериментах по нестационарной двухфазной фильтрации на керне [Текст] / Мусин К.М., Сотников О.С., Фомичев А.В. // Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть». ТатНИПИнефть. Научные труды. – М.: НП «Закон и порядок», 2005, 2006. – С. 104 – 110.
5. Сотников, О.С. Оценка влияния точности определения относительных фазовых проницаемостей на прогнозные показатели разработки слоисто-неоднородного пласта [Текст] / Сотников О.С. // Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции «Большая нефть XXI века». Альметьевск: АГНИ, 2006 – С. 121 – 123.
6. Сотников, О.С., Мусин, К.М. Фазовые проницаемости Ашальчинского месторождения природных битумов [Текст] / Сотников О.С., Мусин К.М. // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных

месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – С. 547 – 550.

7. Сотников, О.С. Определение относительных фазовых проницаемостей в системе высоковязкая тяжелая нефть-вода в нецементированном поровом пространстве методом нестационарной фильтрации [Текст] / Сотников О.С. // Сборник трудов молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», г. Альметьевск – С. 42 – 44.
8. Сотников, О.С., Мусин, К.М. Учет изменения фазовых проницаемостей с ростом температуры при моделировании тепловых методов разработки высоковязких нефтей [Текст] / Сотников О.С., Мусин К.М. // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С. 373 – 377.
9. Сотников, О.С. Объектно-ориентированная программа численного моделирования разработки месторождений углеводородов [Текст] / Сотников О.С. // Сборник трудов молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», г. Бавлы – С. 270 – 272.
10. Мусин, К.М., Сотников, О.С. Лабораторное моделирование нестационарного вытеснения тяжелой нефти на керне при изменении температуры [Текст] / Мусин К.М., Сотников О.С. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2008. – С. 62 – 67.



10 =

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии  
института «ТатНИПИнефть», ОАО «Татнефть»  
тел.: (85594) 78-656, 78-565  
Подписано в печать 23.10.2009 г.  
Заказ №23100902 Тираж 100 экз.